CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Note

(Z)1706
30 novembre 2017

Analyse de la CREG relative à l'étude d'Elia '*Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia's quantified study on the energy transition in 2030 and 2040*'

Non-confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
1. REMARQUES PRELIMINAIRES 3
2. PORTEE DE L'ETUDE 3
3. SCENARIOS ET HYPOTHESES 3
3.1. Pertinence des scénarios 3
3.2. Analyse des hypothèses 4
3.2.1. Hypothèses de demande d'électricité 5
3.2.2. Combustibles et CO_2 5
3.2.3. Hypothèses de production 6
3.2.4. Hypothèses de coûts 6
4. METHODOLOGIE 7
5. RÉSULTATS DES SIMULATIONS 8
5.1. Objectif d'adéquation 8
5.2. Objectifs environnementaux 9
5.3. Objectif d'affordability 9
5.3.1. Impact des interconnexions additionnelles 9
5.3.2. Impact de la prolongation de la durée de vie de la capacité nucléaire 10
6. OPTIONS DU MARKET DESIGN 10
7. CONCLUSION GÉNÉRALE 11

1. REMARQUES PRELIMINAIRES

La CREG formule ci-après une liste non exhaustive de remarques factuelles sur l'étude d'ELIA *« Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia's quantified study on the energy transition in 2030 and 2040 »* (ci-après « l'étude »).

Ces remarques se limitent aux plus fondamentales.

2. PORTEE DE L'ETUDE

1. Seuls les aspects électricité sont abordés dans l'étude. Une approche plus globale, incluant les autres vecteurs énergétiques, semble nécessaire (notamment au regard des objectifs environnementaux à atteindre) et l'étude spécifique sur l'électricité devrait s'inscrire dans les conclusions d'une telle approche.

2. L'étude se focalise sur le réseau de transport d'électricité et ne tient pas compte des répercussions sur les réseaux de distribution d'électricité ni sur le coût total pour la collectivité.

3. Le paradigme de marché utilisé est très centralisateur. Alors que le client final devrait, à l'avenir, jouer un rôle plus central et devrait pouvoir juger lui-même de la valeur qu'il accorde à sa propre sécurité d'approvisionnement, l'approche proposée dans l'étude n'envisage nullement une telle évolution. Elle omet également le rôle central que devraient jouer les BRPs en tant que responsables de l'équilibre de leur portefeuille de clients.

3. SCENARIOS ET HYPOTHESES

3.1. PERTINENCE DES SCÉNARIOS

4. Cette étude à long terme est réalisée sur la base de perspectives élaborées à partir des connaissances actuelles. Elle n'intègre donc aucune 'rupture technologique' qui pourrait intervenir pendant la période couverte par l'étude ; or, les solutions présentées ont un impact sur l'ensemble de cette période. En particulier, la non prise en compte de la mise sur le marché de technologies de stockage à long terme de l'électricité (*power to gas*, …), sous prétexte que ces technologies ne sont pas matures à l'heure actuelle, est une hypothèse restrictive. Cette considération est d'autant plus pertinente que le volume de *curtailement* atteint un niveau important à l'échelle des 21 pays (jusqu'à 120 TWh en 2040). En outre, la conversion de l'électricité en gaz permettrait, particulièrement dans le scénario RES, d'envisager d'autres modes de transport que celui par lignes électriques.

5. Les scénarios présentés dans l'étude découlent des scénarios établis par ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2018. Ces *'storylines'* présentent des trajectoires européennes et supposent que tous les pays s'inscrivent dans une même vision. Or, à défaut d'une politique énergétique européenne véritablement intégrée, il semble peu probable que tous les Etats membres alignent leur politique énergétique sur l'une ou l'autre même vision européenne. Il semble, au contraire, plus probable que les divergences d'intérêts de chaque Etat membre conduiront à un mix de politiques énergétiques. En

d'autres termes, il ne sera dès lors probablement pas question de choisir l'un ou l'autre scénario, mais plutôt une combinaison d'options afin de réaliser les objectifs poursuivis. La CREG attire dès lors l'attention sur le fait qu'aucun des scénarios présentés ne reflète un futur réaliste pour la Belgique. Lors d'une présentation à la CREG, Elia a d'ailleurs confirmé qu'elle ne prétendait pas proposer des projections réalistes pour le futur, mais que son objectif était plutôt de simuler des résultats de ces scénarios divergents.

A titre d'exemple, le scénario RES considère le développement de grands projets de renouvelables dans les régions européennes les plus appropriées. Si d'un point de vue purement économique cette option s'avère intéressante, elle nécessite cependant, en pratique, un accord européen et un engagement ferme de tous les Etats membres devant installer ces mega-projets. En l'absence de tels engagements contraignants et d'une certitude relative à l'importation, il est peu probable que les autres Etats membres prennent le risque de faire dépendre leur sécurité d'approvisionnement en électricité de projets situés en-dehors de leur territoire.

6. Ces scénarios, très divergents dans leur conception et leur définition, mènent à un nombre de conclusions similaires, ce qui amène Eliaà conclure que les résultats et conclusions présentés sont robustes. Vu le nombre de paramètres qui varient fortement entre les scénarios, il est difficile d'appréhender l'impact de chacun d'entre eux (certains relevant d'ailleurs de choix politiques). La CREG est d'avis que la construction d'un scénario intermédiaire entre les scénarios DEC et RES, assorti d'analyses de sensibilité pour chacun des paramètres identifiés (ou groupe de paramètres en cas de corrélation importante), aurait permis une meilleure approximation de la réalité future et une meilleure compréhension des effets respectifs des paramètres considérés. Du reste, il n'est pas sûr qu'un scénario plus réaliste, construit sur base d'une autre combinaison de paramètres, eut conduit aux mêmes conclusions. En d'autres termes, des scénarios alternatifs pourraient conduire à des résultats (en termes de coûts et d'objectifs) qui se situent en dehors de la fourchette des résultats présentés et/ou générer un moindre coût pour les mêmes objectifs.

7. L'étude n'envisage pas une extension de la durée de vie pour les 1,2 GW d'unités de production ayant atteint les 25 ans en 2025 et considère qu'il s'agit d'une marge de sécurité pour faire face aux problèmes d'adéquation possibles dans les pays voisins (cf. pt 4.1.1.2., page 79) . Cette hypothèse sort du cadre des scénarios qui supposent que chaque pays est adéquat et devrait donc être présentée comme une analyse de sensibilité supplémentaire. L'extension de la durée de vie de ces centrales devrait donc être prise en compte dans chacun des scénarios de sorte à ne pas aller au-delà des exigences du LOLE légal. Ceci aurait pour effet de réduire le besoin de nouvelles capacités.

D'autre part, la CREG s'interroge sur la pertinence du critère LOLE >1 heure destiné à exclure des surplus de production dans les autres pays (voir infra).

3.2. ANALYSE DES HYPOTHÈSES

8. Une présentation des valeurs actuelles de tous les paramètres considérés, préalablement aux valeurs projetées sur les différents horizons temporels, aurait permis de mieux appréhender la nature conservatrice ou non de leurs évolutions à terme.

9. Les hypothèses sont généralement renseignées pour les horizons 2030 et 2040, et font abstraction de l'horizon critique 2022-2025, alors que l'étude met par ailleurs l'accent sur les actions urgentes à prendre à très court terme.

10. Les scénarios reposent sur des jeux d'hypothèses, dont certaines sont posées sans être accompagnées de références ou développements suffisants. Il serait nécessaire que la cohérence des paramètres choisis pour chaque scénario et les variations de ces paramètres entre les scénarios soient décrites. D'une manière générale, la philosophie sous-jacente à chaque scénario ainsi que la sélection des paramètres correspondants gagneraient à être clarifiées (par exemple : pour quelles raisons le scénario RES ne serait-il pas associé à une électrification élevée ?, comment expliquer que la part des véhicules électriques soit différente entre les scénarios DEC et RES, n'est-il pas logique pour la Belgique de maximiser l'offshore dans tous les scénarios?, …)

3.2.1. Hypothèses de demande d'électricité

11. Des clarifications devraient être apportées, notamment sur les points suivants :

- Les perspectives de la demande électrique pour laquelle la croissance économique et l'évolution démographique sont censées, dans chaque scénario et à chaque moment, être parfaitement compensées par l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- Le mode d'établissement des courbes de demande à partir des hypothèses sous-jacentes ;
- Les hypothèses de taux de pénétration des véhicules électriques et de leur impact sur le profil de la demande (pour quelle raison, par exemple, dans les scénarios DEC et RES, un taux de pénétration supérieur à celui retenu pour les scénarios correspondants du TYNDP 2018 est-il pris en compte ?) ;
- Les hypothèses de prix d'activation de la demande (est-il, par exemple, réaliste d'envisager que seuls 50% de la demande flexible s'effacent à un prix de 600 €/MWh ?) ;
- L'effet du déplacement de consommation (par exemple, le *demand shifting* (pt 2.4.2.2., page 38) est optimisé sur la base du prix marginal de l'électricité issu de la modélisation. Faut-il en conclure que celui-ci n'a aucun effet sur le prix de l'électricité ?) ;
- Les hypothèses prises en compte pour le *demand shedding* (pour quelle raison l'effacement de la demande provient-il principalement des consommateurs industriels et non, également, des consommateurs domestiques dont la consommation est à l'origine des pointes de consommation ? Pour quelle raison le taux d'évolution de 5%, sur lequel les *stakeholders* se sont accordés dans le cadre de la réserve stratégique, a-t-il été réduit puis supprimé ?)

12. L'étude table sur un shift de la demande endéans la journée, sans envisager l'analyse d'une réactivité de la demande sur une plus longue période. En outre, le volume journalier considéré à l'horizon 2030 pour le scénario BC (0%) (figure 29, page 38), comparativement aux autres scénarios, ne s'avère pas réaliste.

3.2.2. Combustibles et CO_2

13. Les hypothèses de prix des combustibles et du CO_2 sont exogènes, en ce qu'elles proviennent de sources (et modélisations) externes, ce qui soulève la question de cohérence générale avec les scénarios proposés, compte tenu de l'impact déterminant de ces variables.

14. Alors que les deux variantes de prix utilisées dans l'étude sont celles reprises du *World Energy Outlook 2016* de l'IEA (« *New Policies* » et « 450 »), pour quelle raison la troisième variante de prix de l'IEA (« *current policies scenario* ») n'a-t-elle pas été envisagée dans le scénario BC ?

3.2.3. Hypothèses de production

15. Le potentiel RES belge repose sur une étude belge publiée en 2012 et pose dès lors la question de l'actualisation des données pertinentes. En outre, les écarts observés entre les scénarios DEC et RES en ce qui concerne la pénétration des panneaux solaires et de l'offshore ne sont pas suffisamment motivés dans l'étude, ni les niveaux retenus pour chaque technologie.

16. L'étude prévoit l'impact d'une extension de la durée de vie des centrales nucléaires, à concurrence de 2 GW. Elle passe cependant sous silence la possibilité d'une extension de la durée de vie des autres centrales thermiques pour 1,2 GW et/ou la combinaison des deux options. Or la considération ou non de ces options impacte les besoins en nouvelles capacités de production. L'examen de ces différents futurs possibles permettrait d'arbitrer entre les différentes options, en particulier sur le plan de l'efficience pour le consommateur final belge.

17. L'étude prend les données historiques de disponibilité des centrales belges comme point d'appui pour évaluer la disponibilité future d'un parc renouvelé, ce qui constitue une option très conservatrice.

18. Du reste, des clarifications devraient également être apportées en ce qui concerne notamment:

- le volume de flexibilité de la demande et du stockage retiré du marché et contracté pour fournir les services auxiliaires aux différents horizons de temps (en plus des 500 MW de production thermique) ;
- la non prise en compte d'une extension des capacités de pompage-turbinage dans les autres pays modélisés en 2040 ;
- le *curtailement cost* de 50 à 100 EUR/MWh destiné à pénaliser le surplus de production (comment est-il appliqué ? est-il appliqué à toutes les capacités y compris les unités thermiques ? pour quel montant ? quel est son impact sur les revenus des unités TGV ? à qui ce revenu est-il attribué (au surplus du consommateur dans tous les cas ?)).

3.2.4. Hypothèses de coûts

19. Les valeurs du LCOE pour l'offshore s'avèrent plus élevées que les valeurs actuelles (pour 2017 : 79€/MWh). Le coût estimé des batteries à l'horizon 2040 (200€/kWh) est également élevé comparativement au coût actuel.

20. Une seule valeur des CAPEX est utilisée par technologie. Les progrès technologiques et les économies d'échelles ne sont pas pris en compte.

4. METHODOLOGIE

21. De manière générale, il est nécessaire de garder en tête les hypothèses sous-jacentes à la modélisation et les limites générales de l'étude pour contextualiser les résultats générés sur leur base et les confronter à la réalité plus complexe du marché de l'énergie.

Ces contraintes ou limites portent en autres sur :

- l'absence de l'intégration des marchés de plus long terme (*day-ahead* uniquement) et des possibilités d'arbitrage en vue de la maximisation des profits ;
- l'absence de pouvoir de marché et de stratégies d'offres (hypothèse d'un marché de l'énergie parfait) ;
- la non prise en compte des coûts et contraintes au niveau de la distribution, à la suite de l'intégration du renouvelable et la production décentralisée et les moyens de flexibilité ;
- l'absence de nouvelles technologies ;
- l'absence de modification au cours du temps de la politique énergétique des pays voisins ;
- la non prise en compte du coût total pour le consommateur final (toutes tailles confondues).

22. Le critère de LOLE>1h retenu par Elia pour tous les pays pour éviter une surcapacité interpelle (cf.pt 3.1.1, page 66). Ce critère, qui n'est nulle part cité dans les lois belge ou étrangères, pourrait significativement impacter les besoins de nouvelles capacités. Il est particulièrement peu justifié dans le scénario RES qui repose précisément sur la production excédentaire de certains pays dans le but d'approvisionner d'autres pays disposant de conditions de production moins favorables.

23. Bien que le cadre légal fixe le LOLE pour la Belgique, il serait utile de réaliser une sensibilité sur ce paramètre décisif, celui-ci n'étant pas immuable.

24. Déduire le mix idéal d'une analyse de l'écart entre l'annuité de l'investissement et le *market welfare* au cours de deux années spécifiques semble peu approprié. Une analyse de rentabilité en bonne et due forme serait nécessaire.

5. RÉSULTATS DES SIMULATIONS

25. Les résultats sont le reflet des hypothèses et méthodologies utilisées. Dès lors, une réserve est émise sur leur robustesse compte tenu des remarques formulées ci-dessus.

26. La totalité des outputs du modèle, des résultats de l'analyse économique et du taux de réalisation des objectifs environnementaux devraient être communiqués dans un tableau de synthèse reprenant l'ensemble des scénarios et sensibilités. Les informations suivantes devraient notamment être renseignées :

- les données LOLE, ENS (*energy not served*) déterminant l'importance du déficit de capacité lorsque le critère LOLE n'est pas atteint ;
- le taux d'utilisation des interconnexions en période de pénurie en Belgique qui permettrait d'évaluer leur contribution à la sécurité d'approvisionnement ;
- le nombre d'heures de fonctionnement des différentes tranches de capacités de production thermiques nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement (cfr étude Elia 2017-2027[1]) de façon à identifier le taux d'utilisation de la totalité du parc et non seulement de quelques unités. Le nombre d'heures de fonctionnement devrait par ailleurs influencer le choix des investissements.

27. Les résultats de l'étude indiquent qu'à l'horizon 2030, la Belgique dépasse, dans tous les scénarios considérés, l'objectif estimé à 30% en matière de part des RES dans la consommation d'électricité. L'écart par rapport à l'objectif s'accroît en outre significativement dans les scénarios DEC (39%) et RES (54%), qui se profilent dès lors comme plus ambitieux que nécessaire par rapport à l'objectif estimé de 30%.

5.1. OBJECTIF D'ADÉQUATION

Le besoin identifié de nouvelles capacités de production thermique (TGV) en 2030 ne peut être présenté de façon aussi affirmative dans la mesure où il résulte de scénarios qui pourraient ne pas être représentatifs des tendances futures, compte tenu de la nature restrictive des hypothèses sous-jacentes (par exemple, évaluation limitée de la *demand response*, non prise en compte de l'extension possible de la durée de vie des 1,2 GW d'unités thermiques en 2025 alors que les prix annoncés rendent l'opération possible, limitation des capacités disponibles à l'importation via le LOLE > 1h, absence de stockage de longue durée, ...). A cet égard, l'étude souligne d'ailleurs *'A long term study like the present one does not aim to determine concrete figures for the next winters. Given the large number of uncertainties, the calculated values give an indication based on the assumptions taken for the studied time horizons.'* (cf. pt 4.1., page 78). La conclusion selon laquelle '*Opting for a one-shot operation with targeted auction aiming for the substitution of closing capacities of at least 3,6 GW may be a promising solution that needs further elaboration in the short term (cf. pt 5.3.,page 120*)' devrait donc être considérée avec une certaine reserve.

[1] Etude de l'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge - Période 2017-2027, avril et septembre 2016 (addendum), Elia

5.2. OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX

28. Les objectifs environnementaux ne sont pas atteints en 2050 dans le scénario BC, or c'est précisément ce scénario que l'étude retient pour déterminer le besoin de nouvelles capacités à court terme.

29. Par ailleurs, afin que les capacités d'interconnexion additionnelles n'impactent pas défavorablement la balance commerciale, l'étude préconise un parc de nouvelles unités TGV qui pourront exporter alors que des unités de pointes (moins coûteuses à l'investissement) contraindraient à importer davantage. Cette solution, qui permet de justifier des investissements au bénéfice du gestionnaire de réseau de transport, implique cependant une augmentation des émissions du secteur électrique en Belgique.

5.3. OBJECTIF D'AFFORDABILITY

5.3.1. Impact des interconnexions additionnelles

30. Il est important de noter que les conclusions tirées par l'étude sur les avantages des unités TGV reposent sur des hypothèses importantes dont la réalisation est peu probable. Investir dans des unités TGV n'est en effet bénéfique que si : la variante G2C se vérifie et si la Belgique dispose à tout moment des unités TGV les plus performantes. Si ces hypothèses ne se réalisent pas, les capacités d'interconnexion additionnelles auront un effet doublement négatif : d'une part, elles contribueront au déséquilibre de la balance commerciale du fait de l'importation d'électricité produite à partir du charbon, d'autre part, elles réduiront les revenus des unités TGV en Belgique.

L'impact des nouvelles interconnections pourrait donc s'avérer nettement plus défavorable, notamment en ce qui concerne le coût à charge du consommateur belge.

31. Le nombre d'heures de fonctionnement des centrales thermiques (cf pt 4.5.2, page 96) ainsi que l'impact des nouvelles interconnexions sur la balance commerciale et sur le différentiel de prix de marché (cf figure 113, page 107) ne valent que pour les unités TGV les plus efficaces et pour une situation où les pays voisins n'adaptent pas leur mix énergétique (figé par hypothèse à 25 % d'OCGT et 75% de TGV). Or :

- il est impossible de disposer, à la fois en 2030 et en 2040, d'unités TGV les plus efficaces (sauf à renouveler notre parc de production thermique tous les 10 ans, ce qui entraînerait des coûts additionnels non pris en compte dans l'étude, ou à supposer que plus aucune évolution technologique ne se profilera à l'avenir) ;
- il s'avère peu probable que les pays voisins n'optimisent pas, eux-aussi, leur parc de production et se dotent, à cet effet, de TGV performantes, avec pour conséquence t - comme cela a déjà été observé lors du *dash for gas* – l'émergence d' un *merit order* sous forme d'une longue ligne horizontale, toutes les unités TGV entrant dans le marché au même moment et se livrant une rude concurrence.

32. L'étude affirme que *'additional interconnection capacity is a must do for Belgium from an economic point of view'* et que '*the welfare increase in Belgium is mainly driven by lower wholesale electricity prices'* (cf. page 98). Ces constats ne se vérifient toutefois que de façon très limitée à l'horizon 2030 (cf figure 102). En outre, ils ne peuvent se vérifier qu'au détriment des revenus des unités de production en Belgique contrairement à ce que l'étude affirme par ailleurs, sauf à supposer que la perte de revenus sur le marché belge sera totalement compensée par le revenu des ventes à l'exportation. L'approche qui consiste à déduire du *market welfare gain* l'annuité de l'investissement

dans les interconnections ne suffit pas pour tirer de telles conclusions, notamment parce qu'un prix de marché plus bas conduirait, dans le modèle suggéré par l'étude, à un niveau plus élevé de subsidiation des unités TGV à charge des consommateurs, composante du coût global non prise en compte par le *market welfare*.

Ces constats doivent par conséquent être fortement nuancés.

33. Les heures de fonctionnement annoncées tiennent compte de l'exportation d'électricité vers les pays voisins. Il s'agit d'une option importante qui suppose qu'au-delà de l'objectif de maintien de la - sécurité d'approvisionnement en Belgique, les autorités soient prêtes à mettre en place et à faire supporter par les consommateurs belges un mécanisme de support qui bénéficiera aux consommateurs des pays voisins.

5.3.2. Impact de la prolongation de la durée de vie de la capacité nucléaire

34. Il est par ailleurs intéressant, dans le prolongement des observations formulées au point 16, de noter que la prolongation de 2 GW de capacité nucléaire envisagée par l'étude permettrait de diminuer le besoin de nouvelles capacités et d'économiser 240 à 550M€/an.

6. OPTIONS DU MARKET DESIGN

35. Une des conclusions principales de l'étude est la nécessité de mettre en place, à brève échéance, un appel d'offres ciblé (« *targeted auction* ») pour l'installation de nouvelles unités TGV qui puissent être mises en service dès 2025. Selon l'étude , cette solution est d'une part nécessaire et, d'autre part, plus réaliste que la mise en place d'un véritable mécanisme de rémunération de capacités (CRM), qui est particulièrement complexe à mettre en œuvre.

36. Sans se prononcer sur l'opportunité d'un tel mécanisme, la CREG formule les observations suivantes.

37. Bien que l'étude affirme que "*In the end the market shall determine the optimal mix between technologies"* (pt 3.3, page 72), ceci ne pourra pas être vérifié avec le type de mécanisme proposé (appel d'offres ciblé). En effet, un mécanisme ciblé prévoyant une rémunération basée sur un *contract for difference* est très difficile à mettre en place pour un large panel de technologies de production. Il s'agit d'un des désavantages de ce mécanisme : il n'est relativement aisé à mettre en place que si l'autorité publique fixe le volume et le type de technologie ; laisser le choix de la technologie au marché pourrait supposer de facto la mise en place d'un CRM généralisé.

38. La CREG émet en outre des réserves sur la comparaison du niveau de *welfare* procuré par les différents design de marché (pt 5.2.1., p118). La CREG s'interroge sur les conséquences en termes de niveau de *welfare* et d'impact final sur la facture du consommateur des trois design de marché envisagés (EOM, EOM + RS et EOM + CRM).

39. Par ailleurs, la Belgique a déjà envisagé récemment de mettre en place un mécanisme ciblé d'appel d'offres en vue de la construction de nouvelles unités TGV. Dans une analyse préliminaire qu'elle avait effectuée de cet appel d'offres, la Commission européenne avait conclu à son incompatibilité avec le marché intérieur ; la Commission avait critiqué d'une part le fait que l'appel d'offres n'était ouvert qu'aux nouvelles unités de production et, d'autre part, le fait qu'il n'était pas ouvert à d'autres technologies. Suite à cette analyse, l'appel d'offres précité a été arrêté par décision de la ministre de l'Energie.

40. Les pistes mentionnées dans l'étude pour justifier à nouveau la mise en place d'un tel appel d'offres ciblé (à savoir, l'urgence d'une mise en service des nouvelles unités en 2025 et le fait que l'appel d'offres viserait à remplacer les unités nucléaires *base load* et ne porterait donc pas atteinte à la position concurrentielle des unités existantes) ne semblent pas à ce stade de l'analyse être suffisamment abouties pour sécuriser une telle solution au regard des règles européennes en matière d'aides d'Etat. Ainsi, prétendre que la mise en place d'une subsidiation ciblée n'aura aucun effet sur les unités déjà présentes sur le marché est illusoire : ces unités se substitueront certes à des unités nucléaires de coût marginal moindre, mais il ne peut être exclu qu'elles ravissent à certains moments des parts de marché des unités existantes du fait de leur plus grande flexibilité par rapport aux unités nucléaires.

41. En outre, la CREG relève que :

- l'étude ne se prononce pas sur la participation éventuelle d'unités situées à l'étranger ;
- il n'est pas précisé si le financement de l'unité de Coo 3 envisagé dans le scénario RES serait également assuré par un tel mécanisme ;
- l'étude ne précise pas si la réserve stratégique serait ou non maintenue. En son absence, certaines unités pourraient quitter le marché bien avant la réalisation des nouveaux investissements ;
- compte tenu du nombre limité de projets d'investissement connus, il est peu probable qu'une concurrence entre les offres permette d'obtenir des prix intéressants (à moins d'ouvrir à d'autres types de capacités).

42. Cette analyse devra donc être approfondie et confrontée, le cas échéant, aux conclusions de l'étude en cours sur les mécanismes de capacités, initiée par le SPF Economie.

7. CONCLUSION GÉNÉRALE

43. De manière générale, il est nécessaire de garder en tête les hypothèses sous-jacentes à la modélisation et les limites générales de l'étude pour contextualiser les résultats générés sur leur base et les confronter à la réalité plus complexe du marché de l'énergie. Les limitations, en particulier sur le plan des hypothèses posées, peuvent en effet significativement influencer les résultats, et partant, biaiser le processus de facilitation de la prise de décision.

44. Les scénarios proposés sont loin d'être les seuls possibles et, dans la mesure où ils tablent sur une convergence des politiques énergétiques au niveau EU, ils s'écartent très probablement de la réalité future. La CREG est d'avis que la construction d'un scénario intermédiaire entre les scénarios DEC et RES, assorti d'analyses de sensibilité pour chacun des paramètres identifiés (ou groupe de paramètres en cas de corrélation importante), permettrait de s'approcher davantage de la réalité et mener à une meilleure compréhension des effets respectifs des paramètres considérés sur les résultats belges.

45. Bien que les projections portent sur une très longue période, elles ne reposent que sur des références présentes et passées. Cette approche à première vue prudente, présente des risques sur le long terme dans la mesure où les solutions proposées visent bien davantage à résoudre un problème de court terme (sortie du nucléaire) qu'à développer des solutions innovantes en phase avec l'évolution future des marchés. Or, ces solutions de court terme, si elles étaient adoptées, pèseraient sur la politique énergétique du pays jusqu'en 2050. La question de l'adéquation entre d'une part, la

méthodologie utilisée reposant sur des story lines et un cumul d'hypothèses et d'autre part, la précision des actions à court terme que l'étude suggère (appel d'offres à très court terme pour 3,6 GW d'unités TGV) reste donc entièrement ouverte. En tout état de cause, une décision qui engagerait la Belgique à un horizon de 25 ans ne peut être prise sur la base de cette seule étude, d'autant que tous les résultats des simulations ne sont pas communiqués.

46. Le besoin de capacités thermiques centralisées repose sur des hypothèses qu'il conviendrait d'examiner de façon critique afin d'éviter à la fois une sur ou une sous-évaluation des besoins, notamment :

- l'absence de technologies de stockage à long terme ;
- la sous-estimation du potentiel de la *Demand Response* ;
- l'absence de prise en compte de l'extension de la durée de vie des 3 unités thermiques qui auront 25 ans en 2025 ;
- le choix du critère LOLE >1h.

47. L'étude sous-estime l'impact financier des solutions préconisées à charge de la collectivité et, dès lors, leur impact négatif sur la facture des consommateurs finaux. De même, il est vraisemblable que des interconnexions additionnelles génèrent un effet défavorable sur un parc de production thermique belge vieillissant.

48. L'étude est réalisée par un acteur non neutre du marché qui pourrait porter un intérêt plus marqué au maintien de l'équilibre de son réseau et à sa RAB (*regulated asset based*), qu'aux objectifs environnementaux (qui ne semblent pas être atteints dans tous les scénarios) et aux aspects financiers.

Pour ce qui concerne ce dernier aspect, les éléments suivants peuvent notamment être relevés:

- l'analyse des coûts est incomplète puisqu'elle ne tient notamment pas compte des conséquences financières des différents scénarios sur les réseaux de distribution et sur une partie des investissements à réaliser par les consommateurs finaux, toutes tailles confondues;
- l'étude donne au critère d'*affordability* une signification limitative axée uniquement sur la compétitivité (et celle-ci uniquement basée sur les différentiels de prix de marché de gros) et ne tient pas compte du coût global des différents scénarios pour le consommateur final (résidentiels, indépendants et PME, en particulier). Certes, la compétitivité est importante, mais il serait bien de distinguer clairement la compétitivité, le coût final pour le consommateur belge et le *welfare* global ;
- outre ces limitations, les valeurs indicatives du *welfare* ne sont données que pour deux années ponctuelles et ne permettent donc pas de saisir leur évolution dynamique dans le temps. Déduire le mix idéal d'une analyse de l'écart entre l'annuité de l'investissement et le *market welfare* au cours de deux années spécifiques semble peu approprié. Une analyse de rentabilité en bonne et due forme est nécessaire pour évaluer le coût à supporter par le consommateur final ;
- les revenus de chaque unité restent sous-estimés dans la modélisation qui n'intègre pas les revenus additionnels liés par exemple aux services auxiliaires, aux subsides, aux optimisations entre les marchés de court et de long terme.

49. Le mécanisme d'appel d'offres proposé a été rejeté par le passé par la Commission européenne en raison de son incompatibilité avec les règles européennes en matière de concurrence. L'analyse devra donc être approfondie et confrontée, le cas échéant, aux conclusions de l'étude en cours sur les mécanismes de capacités, initiée par le SPF Economie.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET Directeur	Andreas TIREZ Directeur	Marie-Pierre FAUCONNIER Présidente du Comité de direction